

Édité par



Baromètre gaz renouvelables

Analyse indépendante des développements relatifs aux gaz renouvelables en Suisse

Édition 6
Octobre 2024

Avant-propos



«Tous les approvisionnements et capacités de stockage de gaz de la Suisse sont dans la zone de l'UE. Il faut donc une coopération étroite avec l'UE pour la logistique gazière. Et cela s'applique aussi à l'hydrogène, qui est une source d'énergie et une matière première importante pour l'avenir.»

CCI Saint-Gall Appenzell, série de publications CCI n° 40, novembre 2023

«L'industrie gazière suisse veut une politique d'encouragement si possible ouverte sur le plan technologique des installations de biogaz. Dans son rapport explicatif sur l'ordonnance sur le CO₂ récemment mise en consultation, la Confédération réfléchit en revanche à certaines restrictions d'application pour le biogaz subventionné.»

energate, 28 juin 2024

Les gaz renouvelables sont arrivés sur l'agenda politique. C'est une chose positive, car en plus des électrons renouvelables, il faudra aussi des molécules renouvelables pour réussir la transformation. La tant attendue stratégie sur l'hydrogène devrait être approuvée par le Conseil fédéral au 4^e trimestre. Les signaux sont au vert, que Berne ait compris l'importance de se raccorder à l'European Hydrogen Backbone. L'objectif est de ne pas s'interdire l'option de l'hydrogène, d'autant plus au vu des efforts faits en Europe pour forcer son arrivée sur le marché et de la position stratégique de la Suisse. L'industrie gazière suisse relève le défi et va élaborer des solutions. Une chose est claire dès aujourd'hui: elle ne pourra pas porter seule les risques liés aux investissements. Il lui faut de l'aide de la Confédération.

La volonté politique d'encourager les gaz renouvelables comme le biométhane est entérinée pour la première fois dans la législation avec la nouvelle loi sur le CO₂. Le but est de soutenir la production nationale de gaz renouvelables et de reconnaître le gaz importé sous certaines conditions. Les projets d'ordonnance, qui sont encore en consultation jusqu'au 17 octobre, nécessitent toutefois de larges corrections pour appliquer la volonté du législateur et pour que les dispositions soient efficaces. L'ASIG va s'engager avec toutes ses forces dans cette voie.

Nous vous souhaitons une lecture enrichissante de ce baromètre. La septième édition devrait être publiée au printemps 2025.

Meilleures salutations,
Daniela Decurtins

Éditeur

Association Suisse de l'Industrie Gazière
Daniela Decurtins
Grütlistrasse 44 | 8002 Zurich
<https://gazenergie.ch/de/>
Tél. +41 44 288 31 31

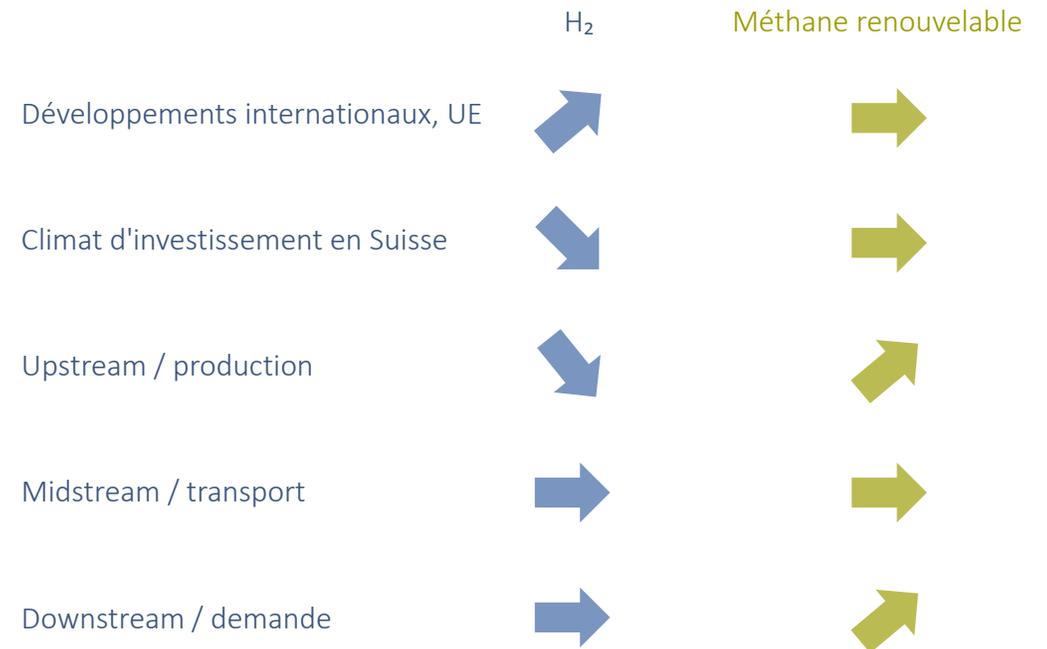


Thèses et tableau général

Huit messages clés du baromètre gaz renouvelables

1. Parce que les véhicules au H₂ sont plus efficaces que ceux au diesel, la compétitivité du H₂ vert est favorisée dans le secteur de la mobilité. Avec un prix du diesel qui frôle les 2 CHF/l, le H₂ est compétitif jusqu'à un prix au client final de 10.70 CHF/kg.
2. Le coût total avec exploitation optimisée du H₂ va baisser d'ici 2045. En 2045, des prix plus bas de l'électricité offrent plus de flexibilité pour une production optimisée en termes de coût du H₂ vert. En Suisse, la compétitivité du H₂ vert dépend largement de la nécessité ou non si la rétribution d'utilisation du réseau doit être payé pour sa production.
3. À l'avenir, les importations de H₂ gagnent en importance en Europe. Mais actuellement, ces importations ne sont ni disponibles, ni commercialisables. Pour produire rapidement des quantités significatives à importer, l'Europe établit actuellement des mécanismes de subvention. En Suisse, il n'y a actuellement aucune initiative soutenue par les pouvoirs publics dans ce domaine.
4. En amont de la stratégie nationale du H₂, des activités sont en cours dans les cantons frontaliers de Bâle et de Saint-Gall pour mettre en place une économie du H₂. Il s'agit d'impliquer activement tous les niveaux de la chaîne de valeur, même le côté demande. Le but est de créer un réseau à l'échelle de la Suisse et d'échanger avec les voisins étrangers.
5. Comparées aux installations européennes, les installations de biogaz suisses sont petites. Les frais d'exploitation est le bloc de coûts qui pèse le plus sur les installations de biogaz. Le plus grand potentiel inexploité en Suisse de biogaz réside dans l'utilisation des engrais de ferme.
6. La Suisse importe de grandes quantités de certificats de biométhane du Danemark, qui s'est imposé comme un leader dans le biométhane avec ses potentiels de biogaz élevés, sa politique pionnière et ses grandes installations de production comparées à la Suisse. Dans la stratégie pour les gaz verts, le Danemark se positionne en tant qu'exportateur de biométhane non subventionné et de H₂.
7. Les mesures d'encouragement prévues dans l'ordonnance sur le CO₂ ne concernent actuellement que les installations de biométhane et pas les gaz renouvelables en général. Cette ordonnance ne pourra pas être réellement efficace, la réduction des coûts étant bien inférieure à 10 %. Le fonds de promotion de l'ASIG est maintenu pour compléter ces mesures.
8. Les pays européens qui présentent une forte croissance dans la production de biométhane ont tous misé sur des rétributions de l'injection. Si on les compare aux contributions d'investissement prévues à partir de 2025 en Suisse, ces rétributions sont bien plus élevées.

Analyse de la situation dans le domaine des gaz renouvelables en Suisse



Malgré une baisse des coûts de production du H₂ vert, le climat reste modéré à négatif en Suisse. Les activités régionales dans les cantons frontaliers montrent que ces acteurs continuent d'avancer l'économie du H₂. Dans le domaine du biométhane, la clientèle est de plus en plus demandeuse, ce qui donne de l'élan aux projets côté production en Suisse. Jusqu'à présent, cet élan repose sur des initiatives privées et la promotion de la branche gazière. Il ne faut pas s'attendre à un coup de pouce due aux mesures citées dans la version mise en consultation de l'ordonnance sur le CO₂.

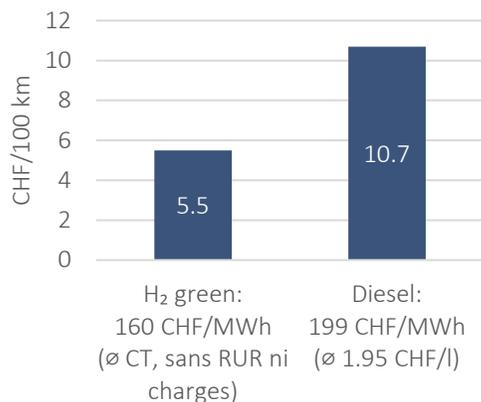
Index des coûts marginaux HySuiX et coût total avec exploitation optimisée de la production de H₂

L'index HySuiX publié par l'ASIG est le premier indice des coûts marginaux du H₂ en Suisse. Il comprend trois technologies: HySuiX Green pour le H₂ produit par électrolyse à l'aide d'électricité verte (avec et sans rétributions d'utilisation du réseau), HySuiX Blue pour le H₂ obtenu par vaporéformage du gaz naturel avec captage du CO₂ et HySuiX Grey pour le H₂ obtenu par vaporéformage avec certificats CO₂. L'HySuiX Green permet de voir l'impact des exonérations de rétribution de réseau, alors que les autres indicateurs se basent sur les prix journaliers du gaz et du CO₂. Les horaires les plus favorables pour faire fonctionner les électrolyseurs se situent entre minuit et 6 heures et entre 11 heures et 17 heures, soit 4'380 heures à pleine charge par an.

Le coût total de la production de H₂ se compose des frais d'exploitation et des coûts du capital, dans ce cas sans transport ni frais de stockage. Ce coût est indiqué sous forme de coût total moyen, important pour les décisions d'investissement. Les frais de stockage et de transport comptent pour beaucoup dans la tarification de l'hydrogène.

Sur les 12 derniers mois, le coût total moyen (ø CT) pour le H₂ vert s'est élevé à 10.8 CHF/kg ou 5.5 CHF/kg sans RUR ni charges. Le prix moyen pour le client final du diesel était de 1.95 CHF/l sur la même période.

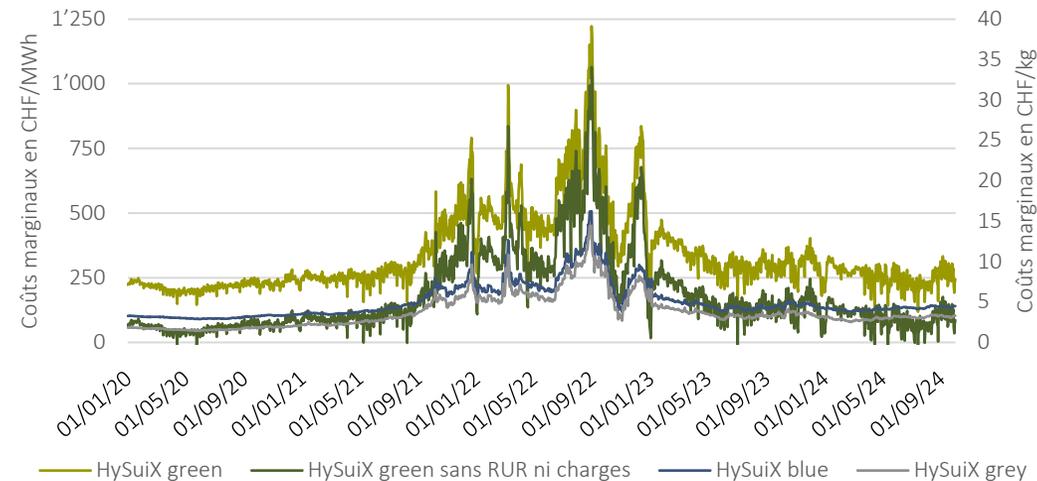
Si on considère qu'un véhicule au H₂ consomme 1 kg/100 km (33.3 kWh/100 km) et un véhicule au diesel 5.5 l/100 km (54 kWh/100 km), le H₂ est compétitif jusqu'à un prix de 322 CHF/MWh (10.7 CHF/kg) pour le client final.



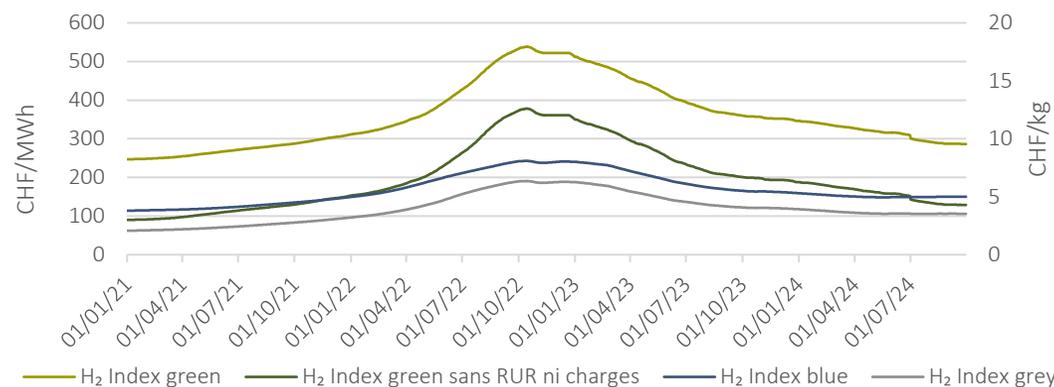
Sources: OFS et HySuiX

Parce que les véhicules au H₂ sont plus efficaces que ceux au diesel, la compétitivité du H₂ vert est favorisée dans le secteur de la mobilité. Avec un prix du diesel qui frôle les 2 CHF/l, le H₂ est compétitif jusqu'à un prix au client final de 10.70 CHF/kg.

HySuiX janvier 2020 à septembre 2024



Coût total optimisé: calcul roulant au jour précis jusqu'à septembre 2024

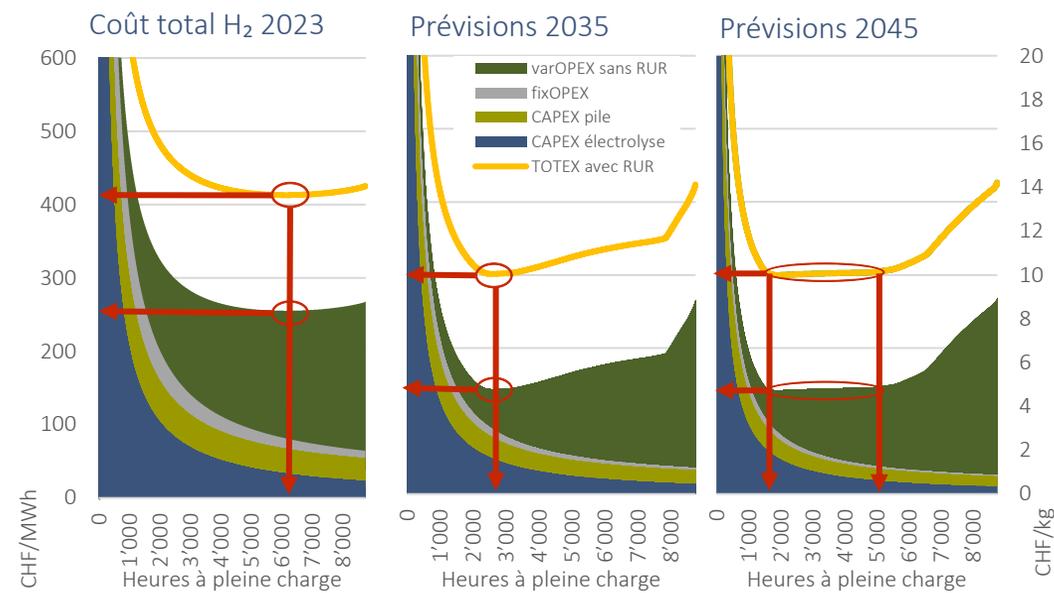


Coût à court, moyen et long terme de la production de H₂

Production à coût optimisé du H₂

Pour une production optimisée en termes de coût du H₂ vert, il faut trouver le bon équilibre entre les heures de fonctionnement de l'électrolyse et le coût d'achat de l'électricité sur le marché ainsi que les paramètres d'investissement associés. Quand les heures à pleine charge augmentent, l'influence des coûts du capital et des frais d'exploitation fixes sur le coût total baisse, mais l'impact des coûts variables augmente. Une variation à l'heure près des paramètres sur une année entière est illustrée plus bas. Elle détermine le point d'exploitation optimisé en termes de coût avec un coût total minimum.

Les rétributions d'utilisation du réseau (RUR) pour le soutirage d'électricité augmentent nettement le coût total du H₂. En 2045, elles multiplieront le coût par deux, en le faisant passer de 142 CHF/MWh à 300 CHF/MWh. Comme elles sont proportionnelles à l'électricité achetée, elles ne décalent pas la plage optimale des heures à pleine charge.



Sources: calculs internes basés sur les prix EPEX SPOT et le modèle fondamental E-bridge pour le marché européen de l'électricité.

Le coût total optimisé du H₂ et les heures d'exploitation baissent jusqu'en 2045

Le point d'exploitation optimisé en termes de coût avec le coût total minimum est obtenu en triant les frais d'exploitation variant chaque heure en fonction des prix horaires du marché de l'électricité dans l'ordre croissant. On peut le visualiser dans la figure de gauche, sur les lignes rouges pour les années 2023, 2035 et 2045. En partant des hypothèses prédéfinies, on obtient une fourchette plus large pour les heures d'exploitation (presque) optimales comprises entre 2'000 et 5'000 h/a en 2045. Cette fourchette est le résultat du développement des énergies renouvelables (énergie solaire et éolienne) d'ici 2045 et la baisse inhérente des prix de l'électricité.

Le coût total optimisé du H₂ calculé se base sur les paramètres supposés de l'indice des coûts marginaux HySuiX pour 2023 ainsi que sur les prévisions pour 2035 et 2045. Ce coût total comprend les coûts du capital (CAPEX) pour l'électrolyse et les piles, les frais d'exploitation fixes (fixOPEX) ainsi que les coûts variables (varOPEX), c'est-à-dire le coût d'achat de l'électricité, les rétributions d'utilisation du réseau et le coût de l'eau. Les frais de stockage et de transport ne sont pas compris. Ce calcul part du principe d'une intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité.

Sources: expériences recueillies lors du projet European Hydrogen Observatory (pour les coûts d'investissement 2023), les prix de l'électricité day ahead en Suisse (pour 2023), le modèle fondamental MAON d'E-Bridge (prévisions pour 2035 et 2045)

Classification: le coût total à long terme déterminé ici pour 2045 sans RUR (142 CHF/MWh) est environ 24 CHF/MWh (20 %) supérieur aux prévisions des scénarios de l'AES dans le cadre de l'Avenir énergétique 2050 (base: prix de l'électricité comme valeur moyenne des scénarios AES High/Medium/Low et 3000 h/an, en rapport avec le pouvoir calorifique inférieur). Cette différence est due à un écart entre les hypothèses CAPEX (Avenir énergétique AES: 900 EUR/kW pour les électrolyseurs, contre les expériences actuelles des projets de l'UE: 1'970 EUR/kW).

Le coût total avec exploitation optimisée du H₂ va baisser d'ici 2045. En 2045, des prix plus bas de l'électricité offrent plus de flexibilité pour une production optimisée en termes de coût du H₂ vert. En Suisse, la compétitivité du H₂ vert dépend largement de la nécessité ou non si la rétribution d'utilisation du réseau doit être payé pour sa production.

Initiatives européennes en faveur du H₂ et de ses dérivés

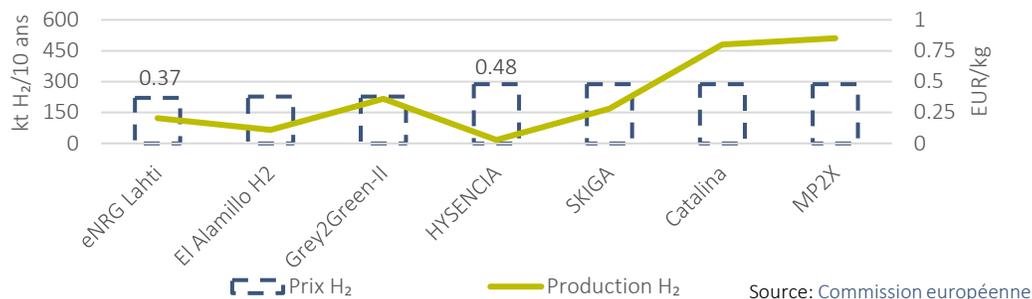
Les coûts de production du H₂ dépendent largement du prix de l'électricité verte. Pour l'Europe et la Suisse, il est donc indispensable de pouvoir importer du H₂ à long terme de régions avec des prix bas de l'électricité. Pour établir ces voies d'importation, l'UE crée actuellement divers mécanismes d'encouragement.

Banque européenne de l'hydrogène: promotion de la production et du négoce du H₂ dans l'UE

La Banque de l'hydrogène offre un soutien financier aux producteurs de H₂ renouvelable en Europe. Les producteurs reçoivent une subvention pour compenser la différence de prix entre leurs coûts de production et le prix du marché de l'hydrogène, actuellement déterminé par la production de H₂ depuis des sources d'énergie non renouvelables. Les fonds pour ces enchères proviennent des recettes du système d'échange de quotas d'émissions de l'UE ou des États membres.

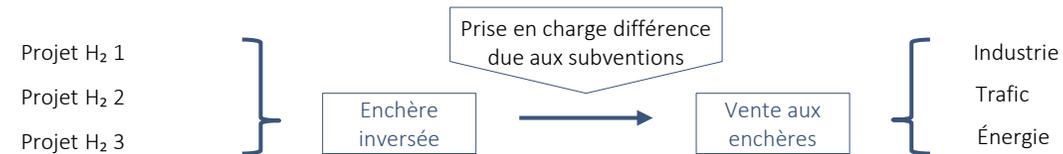
Lors du premier tour d'enchères de la Banque de l'hydrogène en avril 2024, ce sont 132 offres qui ont été déposées au total. 7 projets ont reçu une confirmation de subvention d'un montant total de 720 millions d'EUR. Les aides financières pour chaque projet sont comprises entre 0.37 et 0.48 EUR/kg sur une durée de validité de 10 ans. Elles sont donc faibles compte tenu des prix de l'électricité définis au plus bas. Pour que les projets reçoivent les subventions, ils doivent débiter la production de H₂ au bout de 5 ans au plus tard. Au total, ce sont 1.58 million de tonnes de H₂ qui doivent être produites. Les projets subventionnés se trouvent en Espagne, au Portugal, en Norvège et en Finlande ([Commission européenne](#)).

Quantité de H₂ produit et montant versé par projet



H₂Global: compensation de la différence entre prix d'achat et prix de vente

Le programme se base sur un mécanisme dit de doubles enchères. La première enchère est ouverte aux producteurs internationaux de H₂ vert ou de dérivés du H₂, l'enchère étant adjugée à l'offre au plus bas prix sur l'ensemble du volume proposé. Lors de la deuxième enchère, les acheteurs proposant les meilleurs prix sont retenus. La différence entre prix d'achat et prix de vente est prise en charge par H₂Global ([Hintco Fact Sheet](#)).



Source: illustration réalisée en interne sur le modèle de [H₂Global](#)

La Fondation H₂Global est soutenue par 71 entreprises, 4 gouvernements et des ONG. À ce jour, les Pays-Bas, le Canada et l'Australie ont donné leur accord pour 700 millions EUR. Le gouvernement fédéral allemand quant à lui injecte 4.4 milliards EUR.

La première enchère d'achat a été remportée en avril 2024 par Fertiglobe, une entreprise sise aux Émirats Arabes Unis, qui souhaite produire de l'hydrogène renouvelable en Égypte dès 2027. Cet hydrogène doit être livré en Allemagne sous forme d'ammoniac vert. L'adjudication porte sur des livraisons d'au moins 259 kt d'ammoniac d'ici 2033. Sur place, l'entreprise construit une capacité d'électrolyse de 145 MW ainsi qu'une capacité photovoltaïque et éolienne supplémentaire de 295 MW. Le prix d'adjudication était de 1'000 EUR/t d'ammoniac (frais de transport inclus). Le coût de production se calcule donc à moins de 4.50 EUR par kg de H₂ vert ([Ministère allemand de l'économie et de la protection du climat](#)).

Plusieurs enchères de vente à court terme sont prévues. La forme précise des ventes aux enchères est encore en cours d'élaboration ([Hintco Fact Sheet](#)).

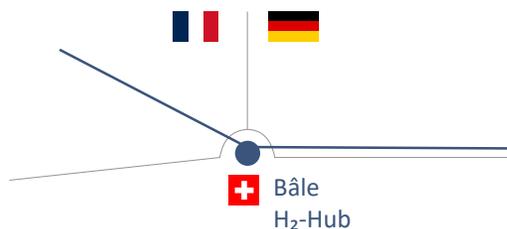
À l'avenir, les importations de H₂ gagnent en importance en Europe. Mais actuellement, ces importations ne sont ni disponibles, ni commercialisables. Pour produire rapidement des quantités significatives à importer, l'Europe établit actuellement des mécanismes de subvention. En Suisse, il n'y a actuellement aucune initiative soutenue par les pouvoirs publics dans ce domaine.

Activités H₂ régionales: réseaux à Bâle et Saint-Gall

Bâle: hydrogène vert dans la région des trois frontières



L'association «[H₂-HUB Schweiz](#)», fondée en février 2024 par l'IWB, Fritz Meyer AG / AVIA, GETEC, Port of Switzerland, VARO et la Chambre de commerce des deux Bâle, s'est fixé pour but d'établir la région de Bâle comme plaque tournante suisse pour le H₂ et de promouvoir la production et l'utilisation d'hydrogène vert.



L'initiative internationale «[3H₂](#)», de la Chambre de commerce des deux Bâle, de l'IWB, de l'AES et d'autres partenaires de Suisse, d'Allemagne et de France, poursuit la vision d'une infrastructure du H₂ dans la région frontalière entre les trois pays.

Activités dans les régions voisines: [Roadmap hydrogène Bade-Wurtemberg](#)

- La feuille de route Hydrogène a été présentée en décembre 2020. Un premier rapport d'avancement a été publié en mai 2023.
- En plus de la décarbonation de la consommation énergétique dans l'industrie, la mobilité et l'économie de l'énergie, le but est de positionner ce Land allemand comme un site leader dans l'industrie des piles à H₂ et à combustible.
- Le Land a tout intérêt à collaborer avec la Suisse étant donné qu'il ne fait pas entièrement partie des plans du réseau principal allemand.



En amont de la stratégie nationale du H₂, des activités sont en cours dans les cantons frontaliers de Bâle et de Saint-Gall pour mettre en place une économie du H₂. Il s'agit d'impliquer activement tous les niveaux de la chaîne de valeur, même le côté demande. Le but est de créer un réseau à l'échelle de la Suisse et d'échanger avec les voisins étrangers.



St-Gall: activités H₂ dans la région du lac de Constance



Dans sa stratégie sur les relations extérieures, le canton de Saint-Gall s'est aussi fixé pour objectif d'améliorer l'approvisionnement en énergie dans la région frontalière. Le raccordement au réseau européen de pipelines en fait partie. Avec le [St. Gallen Hydrogen Summit](#) en juin 2024, le canton a posé un nouveau jalon en faveur du dialogue.

La chambre de commerce et d'industrie (CCI) de Saint-Gall Appenzell prévoit la mise en place d'une infrastructure de l'hydrogène comme outil de la [diversification de l'approvisionnement en énergie](#) afin de réduire sa dépendance aux matières premières critiques. En collaboration avec cinq autres CCI des trois pays de la région du lac de Constance, elle travaille au raccordement au réseau européen de H₂ via Lindau. Les premières propositions sont disponibles dans une [étude rapide de l'OST](#).



Source: [Friedel 2023, Wasserstoff für die Bodenseeregion](#)

D'autres options de raccordement international au H₂ sont en cours de discussion avec un [changement d'usage de l'Oleodotto](#), une conduite de pétrole brut hors service (en orange dans la figure à droite). En septembre 2024, la CCI a organisé des [manifestations d'information](#) pour sensibiliser l'industrie au potentiel d'utilisation du H₂ pour la décarbonation et pour discuter des solutions possibles.

Activités dans les régions voisines: [stratégie hydrogène en Bavière](#)



- La première version de la stratégie hydrogène publiée en mai 2020 se concentrait sur une mise en réseau entre économie, sciences et politique.
- Les objectifs sont le leadership technologique, l'évolutivité industrielle et la rentabilité, ainsi que le développement de l'infrastructure et de l'utilisation du H₂.
- Avec la stratégie hydrogène 2.0 du mois de juillet 2024, ce sont les thématiques du cadre légal, des systèmes d'incitation pour l'offre et la demande et le développement des compétences qui ont été renforcés.
- Sur le plan international, la Bavière intensifie sa collaboration avec l'Autriche en particulier, pour le raccordement de la pipeline au corridor H₂ sud via l'Autriche.

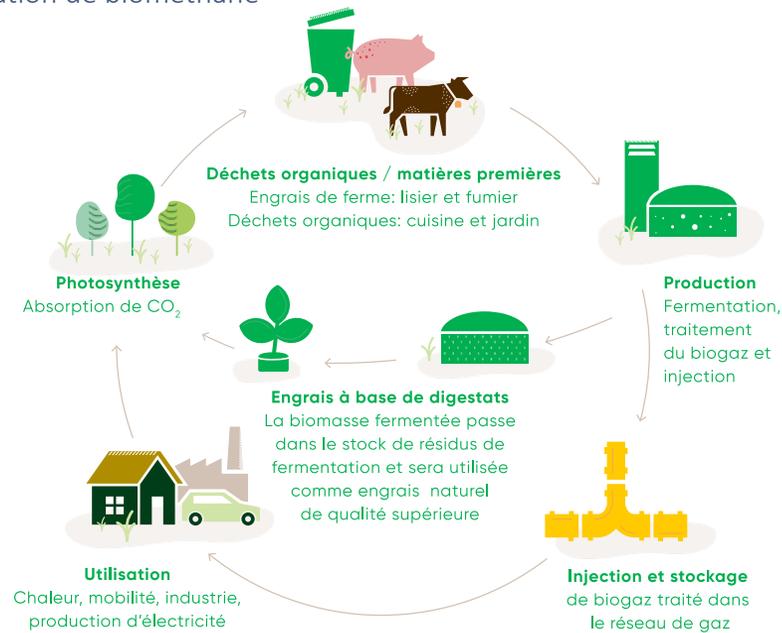
Les installations agricoles de biométhane en Suisse – taille limitée des installations

Utilisation de l'engrais de ferme

En Suisse, les engrais de ferme (fumier et lisier) offrent un large potentiel inexploité pour la production de biogaz. Actuellement, ce potentiel n'est en effet même pas exploité à 10 %. Le plus grand défi réside dans la faible teneur en énergie des engrais de ferme.

Par ailleurs, le transport et l'apport du substrat, l'entretien de l'installation et les frais salariaux sont d'autres charges pesant sur les installations de biogaz. En revanche, la fermentation des engrais de ferme améliore la protection du climat en évitant des émissions de méthane et permet de réduire la quantité d'engrais minéraux en améliorant la qualité des engrais. Pour l'injection dans le réseau gazier, il faut transformer les engrais en biométhane. (Sources: [Baromètre 1/24](#), [SCCER Biosweet, 2021](#))

Fabrication de biométhane



Source: [ASIG](#)

Installations plutôt petites en Suisse

La durée d'amortissement moyenne du premier investissement dans une installation de biogaz agricole est de 20 ans. Quant au coût annuel, 1/3 environ repose sur les coûts du capital et 2/3 sur les frais d'exploitation (source: Ökostrom Schweiz). La taille optimale de chaque installation dépend des conditions sur place, mais il faut dans tous les cas les déchets agricoles de quelque 100 unités de gros bétail (UGB, 1 UGB correspond à une vache laitière). Cette quantité correspond au triple de la taille moyenne des exploitations en Suisse ([PSI, 2024](#)). En Suisse, il faut donc souvent des coopérations pour le transport des substrats par conduite de lisier par exemple. Le coût en hausse des trajets longs pour les substrats diminue les économies d'échelle des grandes installations.

Des restrictions cantonales posent des limites à la taille des installations, en imposant p. ex. 15'000 t de substrat entrant max. par an à Lucerne ou une obligation de planification à partir de 5'000 t/an à Zurich. La nouvelle loi sur l'aménagement du territoire facilitera les choses à partir de l'année prochaine. Elle dit en effet que les installations de biogaz agricoles en zone agricole (en dehors des zones constructibles) jusqu'à 45'000 t/an de quantité de substrat sont conformes à l'affectation de la zone. Les installations commerciales de biogaz aussi peuvent être autorisées en dehors des zones constructibles sous certaines conditions selon la nouvelle loi.

Première installation agricole de biométhane à Courtemelon (JU) en Suisse Romande

Depuis mi-janvier 2024, du biométhane produit à partir des engrais d'environ 800 UGB et d'autres biomasses est injecté dans le réseau de gaz. L'installation digère entre 20'000 et 25'000 t de biomasse chaque année, avec à la clé 8 à 10 GWh sous forme de biométhane. Le projet a été financé à titre privé, sur le plan régional et par le Fonds biogaz de l'ASIG. Ökostrom Schweiz commercialise une grande partie des GO et monnaie les émissions évitées du stockage des engrais de ferme via la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ ([KliK](#)).

Sources: [energeia](#), Simon Bolli & Martin Hiefner (Ökostrom Schweiz), Enrico Riboni (EDJ).

Comparées aux installations européennes, les installations de biogaz suisses sont petites. Les frais d'exploitation est le bloc de coûts qui pèse le plus sur les installations de biogaz. Le plus grand potentiel inexploité en Suisse de biogaz réside dans l'utilisation des engrais de ferme.

Utilisation du grand potentiel de biométhane au Danemark

Grandes installations avec exploitation des économies d'échelle

Les installations danoises de biogaz produisent pour certaines plus de 420 GW/an, ce qui exige donc aussi de grandes quantités de substrat. Une [étude danoise](#) a ainsi par exemple examiné et mis en évidence les économies d'échelle des installations de biogaz avec des quantités de substrat annuelles comprises entre 110'000 et 500'000 tonnes. Avec 5'000 exploitations porcines, qui produisent dans les 28 millions de porcs chaque année, le Danemark fait partie des [plus grands exportateurs mondiaux de viande de porc](#). Ceci correspond à 5'600 porcs par ferme, soit 1'400 à 2'800 UGB.

Promotion de l'injection dans le réseau gazier

En 2012, le Danemark a lancé un programme de promotion du biogaz dans les CCF, avec à la clé une hausse importante de la production. En 2014, un programme d'encouragement similaire pour la transformation du biogaz en biométhane a également été mis en place. Auparavant, la plus grande partie du biogaz était utilisée pour produire de l'électricité. Aujourd'hui, près de 80 % sont transformés et injectés dans le réseau de gaz naturel. Les subventions accordées au Danemark n'ont rien à voir avec la taille de l'installation (ce qui n'est pas le cas en Autriche, en Allemagne ou en Suisse comme prévu à partir de 2025).

Les installations mises en service avant 2017 perçoivent une rétribution de l'injection pendant 20 ans. En 2018, le système a été remplacé par une procédure d'appel d'offres. Le marché a été classé comme suffisamment mature pour une telle promotion basée sur le marché. ([Skovsgaard et Jacobsen, 2017](#)).

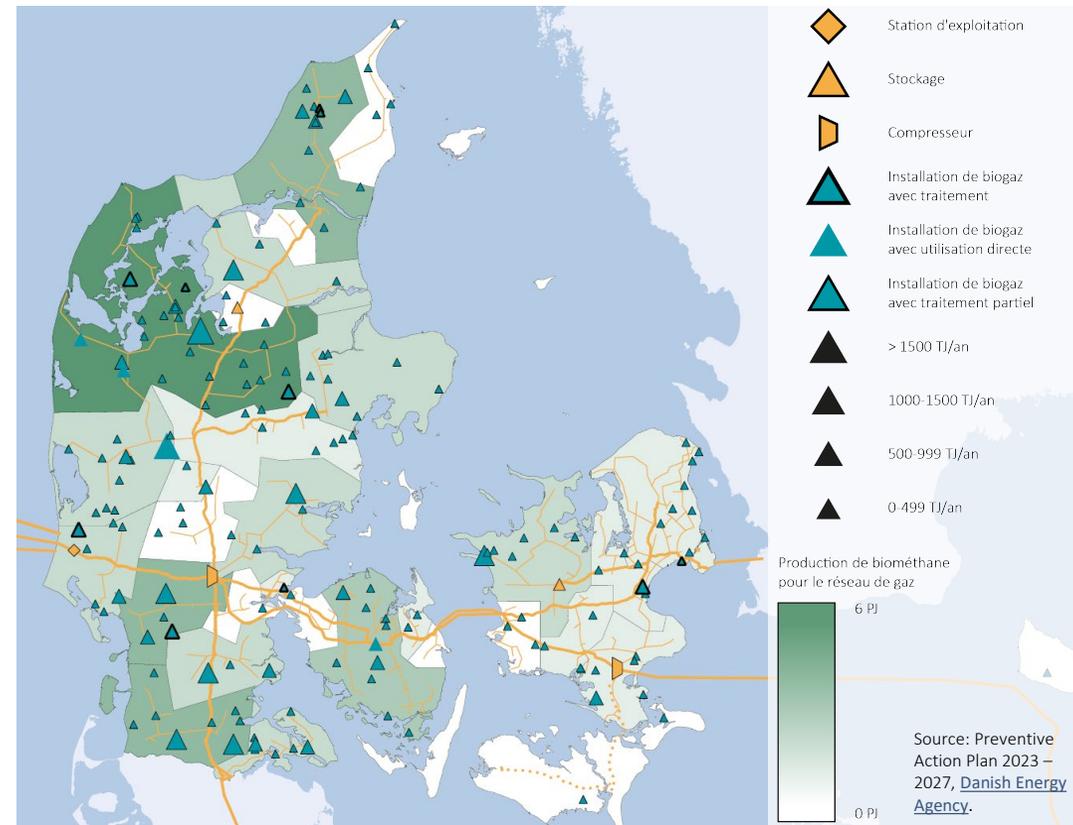
Stratégie pour gaz verts

La [Stratégie pour gaz verts](#) a été publiée en 2021: le potentiel de biomasse est estimé à 15.3 TWh d'ici 2030, c'est-à-dire deux à trois fois plus que le potentiel à long terme de la Suisse. Il est déjà en grande partie exploité. Les prévisions parlent de 11.1 TWh de biométhane injecté dans le réseau d'ici 2030. Le Danemark se positionne comme exportateur de biométhane et d'autres gaz verts comme le H₂.

Objectif de 100 % de biogaz pour le chauffage en 2030

Selon l'[IEA](#), le Danemark est l'un des leaders mondiaux dans la production de biométhane. En 2022, le gouvernement s'est fixé un objectif de 100 % de biométhane pour le chauffage d'ici 2030. En 2023, la production de biométhane était de 7 à 8 TWh avec une consommation nationale de gaz de l'ordre de 18 TWh ([Danish Energy Agency](#)).

Installations de biogaz et production de biométhane pour le réseau gazier 2023



La Suisse importe de grandes quantités de certificats de biométhane du Danemark, qui s'est imposé comme un leader dans le biométhane avec ses potentiels de biogaz élevés, sa politique pionnière et ses grandes installations de production comparées à la Suisse. Dans la stratégie pour les gaz verts, le Danemark se positionne en tant qu'exportateur de biométhane non subventionné et de H₂.

Consultation sur l'ordonnance sur le CO₂: contributions d'investissement pour biométhane à partir de 2025

Jusqu'à présent, la Confédération incitait uniquement la production d'électricité à partir de biogaz en Suisse (OEneR). Avec la révision de la loi sur le CO₂, la subvention portera aussi sur la production de gaz renouvelables à compter de 2025. Sur le fond, la subvention accordée est un signal positif pour le financement des installations.

En revanche, le budget annoncé dans le cadre de la consultation sur l'[ordonnance sur le CO₂](#) n'est que de 5 millions CHF/an. Du fait de ce faible budget, le texte de la consultation sur la révision de l'ordonnance sur le CO₂ ne prévoit actuellement que le subventionnement de la production de biométhane, c'est-à-dire pas de subventions pour le H₂ et ses dérivés. Il y a donc des débats sur les priorités à donner et le montant des subventions dans le cadre de la consultation qui dure jusqu'au 17 octobre 2024.

L'ordonnance sur le CO₂ prévoit des contributions d'investissement pour trois plages de puissance en Nm³ de biométhane/h, qui baissent en même temps que la taille des installations (art 113d, al. 1 et 2). La contribution d'encouragement est limitée à 2.8 millions CHF par installation ou 30 % des coûts effectivement supportés et imputables (al. 3).

Contributions prévues par l'ordonnance sur le CO₂ (version en consultation)

Type	Capacité de l'installation en Nm ³ de biométhane/h	Contributions d'investissement en CHF par Nm ³ de biométhane/h
Installations nouvelles	< 90	8000
	91 – 400	5000
	>401	2000
Agrandissements	<100	3200
	101-400	2000
	>401	800

Les contributions d'investissement pour les agrandissements d'installation s'élèvent à environ 40 % de celles des installations nouvelles. Comme le changement de production d'électricité à production de biométhane ne devrait se voir octroyer que 15 % des contributions (art 113d, al. 4, rév. ordonnance sur le CO₂), le nombre d'installations changeant de destination devrait rester modéré. Les installations de biométhane dans les STEP aussi perçoivent 15 % de contributions.

Impact des contributions d'investissement prévues sur une installation modèle

Pour une installation modèle similaire à celle de Courtemelon, la contribution telle que définie dans la version de la consultation sur l'ordonnance sur le CO₂ ne réduirait les coûts que de 3 %. Avec une puissance nominale de transformation du biométhane de 120 Nm³/h, une telle installation percevrait des contributions d'investissement à hauteur de 5000 CHF par Nm³/h, soit au total 600 000 CHF si elle était construite en 2025 ou après. Les coûts de production de 21.40 ct/kWh sont donc réduits de 3 %.

	Installation modèle	Avec contributions d'investissement
Investissement CHF	8'000'000	7'400'000 (600'000 de contributions)
Production de biométhane/a	9'000'000 kWh	
Capacité de traitement de biométhane	120 Nm ³ /h	
Durée de vie	20 ans	
WACC	5 %	
Annuité (Capex) CHF	641'941	593'795 (48'146 de réduction Capex)
Opex CHF, prorata de 2/3	1'283'881	
Totex CHF	1'925'822	
Totex ct/kWh	21.40	20.86 (-0.54, réduction d'env. 3 %)

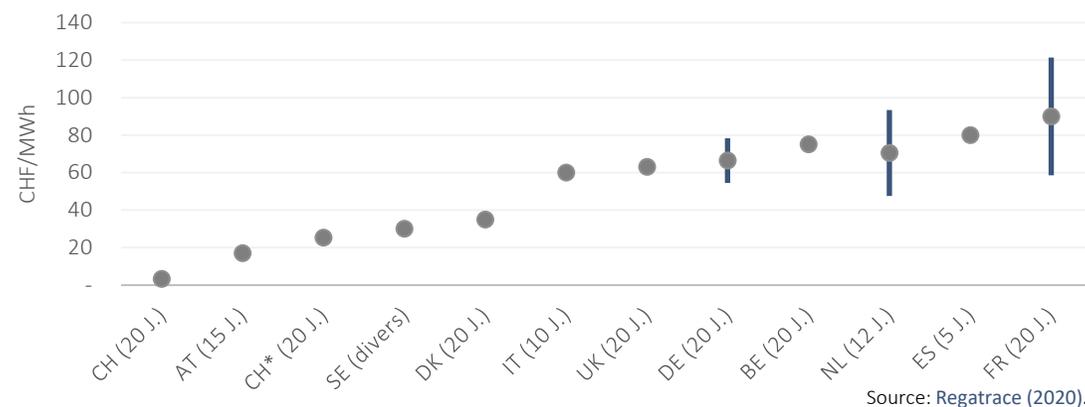
Contrairement à la version en consultation de l'ordonnance sur le CO₂, le programme de promotion de l'ASIG englobe tous les gaz renouvelables. Le programme est maintenu malgré la subvention accordée par la Confédération aux installations de biométhane à partir de 2025. En revanche, il sera modifié pour être le plus efficace possible en combinaison avec le programme d'encouragement fédéral.

Les mesures d'encouragement prévues dans l'ordonnance sur le CO₂ ne concernent actuellement que les installations de biométhane et pas les gaz renouvelables en général. Cette ordonnance ne pourra pas être réellement efficace, la réduction des coûts étant bien inférieure à 10 %. Le fonds de promotion de l'ASIG est maintenu pour compléter ces mesures.

Comparatif entre le régime suisse d'encouragement de la production du biométhane et celui à l'étranger

En Europe, les rétributions de l'injection sont largement répandues pour encourager la production de biométhane. La production de biométhane a connu le plus grand bond depuis 2018 en France, en Italie, au Danemark et au RU ([EBA 2023](#)). Tous ces pays ont misé sur des rétributions de l'injection d'une durée de 20 ans pour garantir la sécurité d'investissement ([Regatrace 2020](#), base de données 2018).

Montant (et durée) de l'encouragement de la production de biométhane avec



La figure montre les contributions versées en CHF/MWh pour plusieurs pays et la durée pendant laquelle elles sont octroyées (an). Le taux de change EUR/CHF utilisé est de 1 pour 1. À titre de comparaison, nous avons converti les contributions d'investissement en Suisse sur le modèle de l'installation décrite en page 10 sous forme de rétribution de l'injection sans tenir compte de la valeur actualisée de l'argent. Dans la variante «CH*», nous tenons en plus compte de la taxe sur le CO₂ obligatoire en Suisse, qui correspond à une taxe de 22 CHF/MWh sur le méthane conventionnel (120 CHF/t CO₂) et constitue donc une promotion indirecte du biométhane.

En Allemagne (DE), aux Pays-Bas (NL) et en France (FR), les contributions varient (range: barres bleues) et en Suède (SE), c'est la durée d'encouragement qui change. La promotion directe en Suisse est relativement faible par rapport aux autres pays. Même si l'effet d'encouragement indirect de la taxe sur le CO₂ est prise en compte, elle reste modérée dans la comparaison.

Comparatif entre pays de l'encouragement de la production sur la base de l'installation modèle en page 10

Le tableau illustre les rétributions européennes d'injection comme si elles étaient versées sous forme de contributions d'investissement, sans tenir compte de la valeur actualisée de l'argent. La valeur de 3.33 CHF/MWh pour la Suisse en 2025 correspond à la contribution de 600'000 CHF divisée par les 180'000 MWh produits pendant 20 ans. La variante avec * tient en plus compte de la taxe sur le CO₂ comme contribution indirecte. Source pour toutes les autres valeurs: voir [Regatrace \(2020\)](#).

Pour l'installation modèle en ...	Encouragement total en millions CHF	Années	Encouragement en CHF/MWh
Suisse 2025	0.60	20	3.33
Autriche	2.30	15	17.00
Estonie	3.60	5	80.00
Suisse 2025*	5.16	20	25.33
Italie	5.40	10	60.00
Danemark	6.30	20	35.00
Pays-Bas	7.61	12	70.50
Royaume-Uni	11.34	20	63.00
Allemagne	11.97	20	66.50
Belgique – Wallonie	13.50	20	75.00
France	16.20	20	90.00

Les pays européens qui présentent une forte croissance dans la production de biométhane ont tous misé sur des rétributions de l'injection. Si on les compare aux contributions d'investissement prévues à partir de 2025 en Suisse, ces rétributions sont bien plus élevées.

Glossaire

Électrolyse

L'électrolyse est une réaction chimique au cours de laquelle l'électricité (flux d'électrons) scinde un composé chimique, par exemple l'eau en hydrogène et en oxygène. L'électricité est amenée dans un liquide conducteur (électrolyte) par le biais de deux électrodes (anode et cathode). Les produits de la réaction dépendent des substances contenues dans l'électrolyte et se forment sur les électrodes.

Biogaz

Le biogaz est une source d'énergie renouvelable produite par la décomposition anaérobie de matières organiques, telles que des déchets agricoles, des eaux usées ou des gaz de décharge. Il est principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone et peut servir d'alternative durable pour la production d'électricité, le chauffage et comme carburant pour les véhicules.

Biométhane

Le biométhane est fabriqué à partir du biogaz qui est épuré afin d'éliminer les impuretés et ainsi accroître la teneur spécifique en méthane, de sorte à obtenir un carburant de qualité. Sur le plan chimique, il est identique au gaz naturel fossile, tout en offrant des avantages environnementaux grâce au carbone biogène.

Méthane de synthèse

Le méthane de synthèse (CH_4) est fabriqué avec un procédé appelé méthanation, au cours duquel du H_2 est combiné à du dioxyde de carbone. Cette méthode durable utilise des sources d'énergie renouvelables pour fabriquer du méthane et offre une solution possible pour le stockage et la distribution d'énergie neutre en carbone.

Captage direct du CO_2 dans l'air (direct air capture, DAC)

Le captage direct dans l'air est une technologie qui consiste à capter le dioxyde de carbone directement dans l'atmosphère. Il utilise des procédés chimiques ou des matériaux spéciaux pour capter les molécules de CO_2 . Il s'agit d'une solution possible, mais qui consomme beaucoup d'énergie afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et à fournir du CO_2 pour la méthanation.

H_2 gris

Hydrogène produit à partir de combustibles fossiles (principalement le gaz naturel). Généralement, on chauffe du gaz naturel pour le transformer en hydrogène et CO_2 (vaporéformage).

H_2 bleu

L'hydrogène bleu est de l'hydrogène gris pour lequel la plus grande partie du CO_2 produit est extrait et stocké (Carbon Capture and Storage, CCS en anglais).

H_2 vert

L'hydrogène vert est fabriqué par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable. Indépendamment de la technologie d'électrolyse choisie, la production de l'hydrogène émet peu de CO_2 étant donné que l'électricité utilisée provient à 100 % d'énergies renouvelables. Le procédé est aussi appelé «power to gas» et est l'une des technologies P2X.

Carburants renouvelables d'origine non biologique, RFNBO

On regroupe sous l'appellation «RFNBO» (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) les carburants gazeux et liquides qui ont été fabriqués à partir de sources d'énergie renouvelables. L'électricité renouvelable en fait partie, mais pas la biomasse. L'hydrogène et ses dérivés font partie des RFNBO à condition d'avoir été produits à partir d'électricité renouvelable en suivant les exigences européennes (RED II). Le méthane issu de biomasse (biométhane) n'en fait en revanche pas partie.

Pouvoir calorifique inférieur

Le pouvoir calorifique inférieur H_i (autrefois H_u) correspond à l'énergie thermique maximale utilisable lors d'une combustion sans générer de condensation de la vapeur d'eau contenue dans les gaz d'échappement, par rapport à la quantité de combustible utilisé. Le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène est de l'ordre de 33.3 kWh/kg, soit 120 MJ/kg.

Mentions légales

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten
www.polynomics.ch
Tél. +41 62 205 15 70



Dr Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch



Dr Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



Dr Florian Kuhlmeier
florian.kuhlmeier@polynomics.ch

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
D-53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tél. +49 228 90 90 65 0



Dr Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com



Éditeur
Association Suisse de l'Industrie Gazière
Daniela Decurtins
Grütlistrasse 44 | 8002 Zurich
<https://gazenergie.ch/de/>
Tél. +41 44 288 31 31